

講演1 「CO₂地中貯留『実用化に向けて』ーサイト選定の課題、そのリスクと不確実性」

CO₂ Geological Storage Solutions (CGSS) CEO John Bradshaw氏

【講演要旨（仮訳）】

CO₂の地中貯留は過去 15 年間で急速に発展し、CO₂排出量の大幅な削減を期待する概念から技術的に実用化が可能なものとなった。しかし、未だに大きな課題に直面しており、それらは地中流体の挙動観測と評価を行っている主要なプロジェクトに共通する課題である。これらの課題は克服できるものであり、多くはサイト固有の問題である。CO₂の排出量から考えると、将来の地中貯留産業は現在の世界のガス産業と同規模になるであろう。そのため、この新産業が直面する問題は、排出量の規模に対処できること、規模拡大に伴う波及効果に対処することである。2050 年までに 500 以上の発電所で炭素回収貯留が必要になる可能性がある。そのような発電所では、年間 5 ギガトン以上のCO₂をパイプ輸送、圧入することになるが、これは年間 100TCF相当のガス処理量（ガス業界が世界中で行うメタンガス処理量に相当）に等しい。

これだけの量を毎年処理するということは、貯留サイトの岩相や地質層序の能力、すなわち貯留層とシール層の地質的な不均質性、貯留層内の流体流体力学、圧力伝達の影響を十分に理解する必要があることを意味している。これらすべてのファクターは、CO₂を圧入した際の地下地質メカニズムに影響を与える。繰返し行う地震探査はこのメカニズムを把握するのに有用なツールであるが、その適性が岩相の地質年代や埋積深度により異なるため、圧入されたCO₂プルームの測定やモニタリング・ツールとしては常に有効なわけではない。モデリングで予測したとおりにCO₂が挙動していることをモニタリングし検証できるという規制当局やコミュニティの期待に応えるためには、新たなツールが必要である。現在の経済システムでは、このような活動から商業的な利益は生まれないため、産業が関与する費用は抑える必要がある。将来は、排出権取引制度、おそらくクリーン開発メカニズム（CDM）によって、費用の一部が相殺されることがあるだろう。費用を削減する上で最も重要な分野の一つは、エンジニアリングを賢く行って井戸の数、井戸の竣工を減らすことである。個々のプロジェクトでは、圧入井、圧力を抜くための井戸など何十もの井戸が必要である。

技術と知識の発展以外にも、地中貯留に取り組む地質学者とエンジニアは、意識改革をする必要がある。地中貯留のサイトを評価し、そのエンジニアリングを行うプロセスは、単に石油探鉱、石油開発、石油生産の過程を再設計することではない。新たにこの技術に取り組む人々は、訓練を受け、慣れ親しんだ伝統的な石油探査、生産とは異なる考え方に接しなければならない。もちろんこれら一連の技術は、移転可能であり、貯留サイトを評価する際には貴重な経験となる。サイト選定では、これらの技術と新たな知識とを用いて、現在の評価プロセスを実施すべきである。学術的に偏り過ぎないより実用的なアプローチと成果が、産業の発展には必要である。多くの政府や研究

グループが実質的な問題を意識しつつあるのに対し、産業界は出遅れている。その経験と人材の育成が、必要とされる規模でCCSを実施するのに十分なレベルまでなされていないのである。この遅延は、大規模の産業プロジェクトに商業性がないことによるものであり、産業には確固たる行動をとるだけの財政的な動機がほとんどないためである。産業の効果的効率的な発展のためには、変化が必要である。

法規制制度の問題は難しい。正しく計画し検討されなければ、事業の「アキレス腱」となり得る。CO₂は石油や地下水のように抽出されるのではなく、多孔質で高い浸透性をもつ地中深部貯留層に注入される。石油およびガス産業でも、減産傾向のフィールド圧力を維持するために液体が注入されるが、地中貯留が扱うCO₂量ほどの量を処理することはなく、注入は地中の物理トラップに向けて行われる。CO₂の地下貯留が非常に複雑なのは、CO₂に浮力があり水や石油よりも密度が小さいためである。つまり、石油やガス埋蔵物のように物理的な構造トラップがないと、CO₂は地中を流動する。CO₂の大量トラップに最も効果的な方法は、RGS (residual gas saturation) と呼ばれるプロセスである。RGSはCO₂がシール層下の多孔質の貯留層を(ゆっくりと)移動(migration)する場合に、大量のCO₂をトラップすることができる。CO₂ブルームが移動する場合の物理的な性質のほかにも、比較的瞬時に発生する圧力波に注意するべきである。大規模な圧入により上昇した圧力が貯留層の破砕とならないよう、監督者は詳細にモデリングしモニタリングしなければならない。また、帯水層圧を管理する地域の規制により、圧入による圧力上昇が、近隣の活動に影響を与えないようにしなければならない。

Geological storage of CO₂: “Practicalities” - issues, risks and uncertainties associated with site selection.

By John Bradshaw

CEO, CO₂ Geological Storage Solutions (CGSS)

Abstract

Geological storage of carbon dioxide has been rapidly evolving over the last 15 years from a concept with some promise to provide large scale emissions reduction of CO₂, to become something that is considered technically viable. It still faces significant challenges, as do all major projects that deal with movement and assessment of subsurface fluids, but these are not insurmountable and will mostly be site specific issues. The volumes of CO₂ that are being emitted means that a future geological storage industry will be as big as the current world gas industry. Thus one of the challenges this new industry faces is that of meeting the scale of emissions and dealing with flow on effects associated with that scaling up of the effort. By 2050, over 500 power stations may be required with carbon dioxide capture and storage, and they may involve piping and injection of over 5Gt of CO₂ per year, equivalent to 100 TCF of gas processing per year (equivalent to worldwide gas processing of methane by the gas industry).

To deal with such volumes on an annual basis will mean that the rock sequences will need to be thoroughly understood in terms of geological heterogeneity of reservoirs and seals, fluid flow dynamics within the reservoirs, and pressure transmission effects. All of these factors will combine to impact on geomechanical processes in the subsurface. Time lapse seismic may be a valuable tool, but may not always be viable as a measurement and monitoring tool of the injected CO₂ plume, as its suitability depends on the age and depth of the rock sequences. New tools will be required to help meet the expectations of the regulators and the community to be able to verify and monitor that the CO₂ is behaving as predicted from modelling. Costs associated with the industry will need to be kept under control due to the lack of a commercial profit from such activities in the current economic regime. It is anticipated that some offsets will come from future emissions trading schemes, and possibly from the Clean Development Mechanisms. One of the important areas to reduce costs will be in reducing well numbers through smart engineering and completion of wells. Individual projects could require many 10s of wells, including injection and pressure relief wells.

Apart from development of technology and knowledge, there will be a required change in the mindset for geologists and engineers dealing with geological storage. The processes of assessing geological storage sites and engineering them is not a simple re-design of petroleum geology, petroleum systems analysis and petroleum production. New entrants to this technology will require exposure to training and a different way of thinking to what they

may be used to from classical petroleum exploration and production work. However their skills sets are transferable and will provide valuable experience in assessment of storage sites. From a site selection perspective, these skills and the knowledge base that continues to emerge needs to be built into ongoing assessment processes. Less academic and more practical approaches and outcomes are going to be required for the industry to progress. Whilst many government and research groups are attempting to become aware of many of the practical issues, industry is delaying in building both their experience and workforce to the appropriate level that would be required if CCS is deployed at the scale that is necessary. This delay is due to a lack of commerciality of large industrial scale projects and thus there is little financial incentive for industry to act decisively. For an effective and efficient industry to develop, this must change.

From the legal and regulatory viewpoint the challenges are not simple and could be the 'Achilles heel' of the business if not properly planned for and considered. Unlike petroleum and groundwater extraction activities, the CO₂ is injected back into the deep subsurface into porous and permeable reservoirs. Whilst the oil and gas industry commonly re-inject fluids to maintain pressure in declining fields, they have never dealt with the volumes that are involved with geological storage of CO₂ and the injection occurs into physical traps in the subsurface. A significant complication is that CO₂ is buoyant and less dense than water and oil. This means it will flow through the subsurface unless it is physically trapped in geological structures like occur for oil and gas accumulations. However, the most effective mechanism for large scale trapping of the CO₂ is through a process known as residual gas saturation (RGS). RGS is effective if the CO₂ migrates (slowly) through the porous reservoirs beneath an impermeable seal. This means to achieve large scale trapping of CO₂, then the CO₂ plume will have to be migratory over time, potentially crossing between tenement boundaries of competing licenses for other stakeholders and resources. Additional to the physical nature of the CO₂ plume movement is the pressure wave that emanates relatively instantly. The pressure build up from large scale injection potentially can lead to fracturing of the reservoir if not closely modelled and monitored by regulators. This in turn may lead to pressure build up in neighbouring stakeholders' licenses, either affecting their activities or even potentially preventing them injecting fluids themselves due to a regulatory control not to exceed a certain pressure in the regional aquifer system.